

DOI: <https://doi.org/10.25689/NP.2026.1.208-218>

EDN LWJCLX

УДК 622.276.63

Повышение эффективности кислотного воздействия на терригенные заглинизированные коллектора

Насибуллин И.С.

Альметьевский государственный технологический университет

«Высшая школа нефти», Альметьевск, Россия

Increasing the efficiency of acid treatment on terrigenous clayey reservoirs

I.S. Nasybullin

Almetyevsk State Technological University "Higher School of Petroleum", Almetyevsk, Russia

E-mail: i_nasybullin00@mail.ru

Аннотация. Основная часть трудноизвлекаемых запасов нефти сосредоточена в коллекторах, обладающих низкой проницаемостью, и характеризующихся высокой микро- и макронеоднородностью, сложной структурой порового пространства, пониженными значениями фильтрационно-емкостных свойств.

Повышение эффективности методов воздействия на низкопроницаемый заглинизированный коллектор основано на системном анализе результатов применения технологий разглинизации, так как такие объекты предельно чувствительны к параметрам применяемых технологий. Решение поставленной задачи базируется на изучении динамики приемистости нагнетательных скважин, предварительно сгруппированных по признаку «тип коллектора» до и после проведения обработок различными кислотными составами.

Ключевые слова: *нагнетательная скважина, ОПЗ, заглинизированный пласт-коллектор, проницаемость, приемистость, кислотный состав*

Для цитирования: Насибуллин И.С. Повышение эффективности кислотного воздействия на терригенные заглинизированные коллектора // Нефтяная провинция.-2026.-№1(45).-С. 208-218. - DOI <https://doi.org/10.25689/NP.2026.1.208-218>. - EDN LWJCLX

Abstract. The main share of hard-to-recover oil reserves are concentrated in reservoirs that have low permeability and are characterized by high micro- and macro-heterogeneity, a complex pore space structure, and reduced values of filtrations speed and reservoir properties.

Increasing the efficiency of methods of influencing low-permeability clay-filled reservoirs is based on a systematic analysis of the results of using declaying technologies, since such objects are extremely sensitive to the parameters of the technologies used. The solution of this problem is based on studying influence of pre-grouped “reservoir types” to dynamics of the injectivity before and after acid treatments.

Key words: *injection well, reservoir treatment, clayey reservoir, permeability, injectivity, acid composition*

For citation: I.S. Nasybullin Povysheniye effektivnosti kislotnogo vozdeystviya na terrigennoye zaglinizirovannyye kollektora [Increasing the efficiency of acid treatment on terrigenous clayey reservoirs]. Neftyanaya Provintsiya, No. 1(45), 2026. pp. 208-218. DOI <https://doi.org/10.25689/NP.2026.1.208-218>. EDN LWJCLX (in Russian)

Введение

Снижение приемистости нагнетательных скважин в процессе разработки является результатом влияния комплекса факторов [1, 2], в числе которых:

1. Низкое качество закачиваемых вод;
2. Высокая доля глинистых включений;
3. Низкие значения рН закачиваемой воды по сравнению с реликтовой;
4. Кольматация пласта ТВЧ, осадками солей, АСПВ.

Опубликованы перспективные направления работ по воздействию на глинистую составляющую пласта-коллектора [9], основным принципам действия и эффективности ингибиторов набухания глин [10,13,14], результатам применения наночастиц [11], оценки эффективности закачки воды различного ионного состава [12].

Исследованиями [15] показано, что успешность современных технологий кислотной обработки определяется технологическими особенностями, приемами закачки в пласт и соответствием кислотной композиции ряду требований, включающих в себя как общие характеристики кислотных

составов, так и возможность его применения для интенсификации работы конкретного месторождения.

Основная часть

Анализ динамики приемистости нагнетательных скважин до и после обработки кислотными составами был выполнен на примере работы 27 нагнетательных скважин, характеристики которых представлены в табл. 1.

Таблица 1

Фильтрационно-емкостные свойства пластов и тип закачиваемой воды в разрезе скважин

Тип коллектора	№ скважины	Фильтрационно-емкостные свойства и тип воды				
		Продуктивность, мД	Пористость, %	Глинистость, %	Нефтенасыщенность, %	Эффективная толщина, м
Песчаник	1	78	17,3	1,2	68,6	1,5
	2	329	18,5	0,9	87,5	2
	3	472	20	1,2	85	10,6
	4	859	21,3	0,5	90,4	5,2
	5	558	20,5	1,2	69,5	4,2
	6	776	21,3	0,8	80,3	1,6
	7	664	19,6	2,7	78,5	10,8
Ср. значения		533	19,7	1,2	79,9	5,1
Песчаник + заглинизированный песчаник	8	125	17	1,4	66	2,2
	9	-	-	1,8	-	2
Ср. значения		125	17	1,6	66	2,1
Алевролит + песчаник	10	776	20,9	2,1	90	12,8
	11	510	20,6	1,1	83,2	5,6
	12	323	17,8	1,5	83	4,6
	13	134	17	2,3	70	3,4
	14	265	18,1	2,8	77,8	7,6
	15	206	18,1	3,5	80,1	4,8
	16	284	19	2,6	78	8
	17	-	-	-	-	8
	18	315	17,7	0,7	67	4,6
	19	524	20,5	3,2	86,5	3,4
	20	173	16	4,2	76	6,8
21	128	16,5	2,6	77,9	5,2	
Ср. значения		330	18,3	2,4	79	6,2
Алевролит + заглинизированный песчаник	22	192	17,6	5,2	74,6	7,2
	23	437	18	8	61	4,3
	24	238	18,4	6,3	59	7,2
Ср. значения		289	18	6,5	64,9	6,2
Алевролит	25	48,5	20,5	7,2	-	1,4
	26	-	-	6,5	-	1,6
	27	54,5	14,7	6	68,5	4,4
Ср. значения		51,5	17,6	6,5	68,5	2,5
Мах		859	21,3	8	90	12,8
Мин		48,5	14,8	0,5	59	1,4

Согласно данным из табл. 1, ФЕС пластов-коллекторов, вскрытых нагнетательными скважинами анализируемого объекта разработки, соответствуют средним значениям для данного объекта. Однако стоит отметить, что разброс одних и тех же параметров весьма широк и составляет от 48,5 до 859 мД по проницаемости, от 14,7 до 21,3% по пористости, от 0,5 до 8% по глинистости, от 59 до 90% по нефтенасыщенности, от 1,4 до 12,8 м по эффективной толщине. Соответственно, данную информацию необходимо учитывать при проведении кислотных обработок.

Даже при том, что в условиях одного объекта обрабатывалось небольшое количество скважин, можно говорить о том, что ФЕС весьма неоднородны. Следовательно, обработка разных по фильтрационно-емкостным свойствам пластов одними и теми же кислотными составами, заведомо влечет за собой разный эффект.

С целью увеличения приемистости на скважинах нагнетательного фонда месторождения N были проведены обработки кислотными составами №1 и №2. Состав композиции №1 представляет собой раствор HCL (22-24%), раствор HF (70%-ый), препарат МЛ-81Б в воде. Кислотный состав №2 представляет собой смесь ингибированной соляной кислоты и активных добавок: стабилизатора железа и смесь блоксополимеров окисей этилена и пропилена в водно-органическом или органическом растворителе [15, 16].

На основе анализа изменения приемистости скважин после проведения обработок, построены соответствующие графики: рис. 1, 2 – для алевролита, рис. 3 – для алевролита и заглинизированного песчаника, рис. 4, 5 – для алевролита и песчаника, рис. 6 – для песчаника и заглинизированного песчаника, рис. 7, 8 – для песчаника.

Результаты исследований

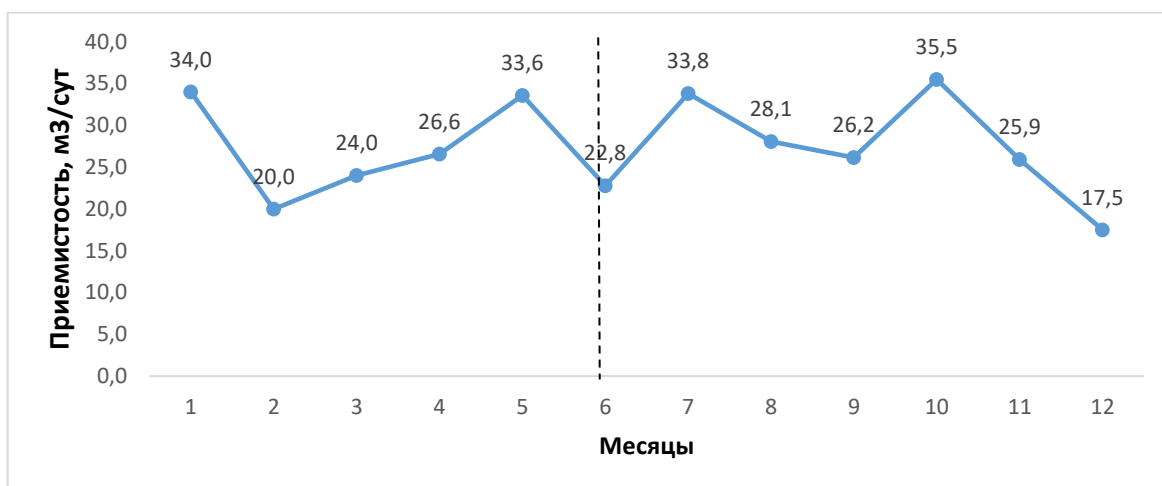


Рис. 1. Динамика изменения приемистости пласта «алевролит» до и после обработки составом №1

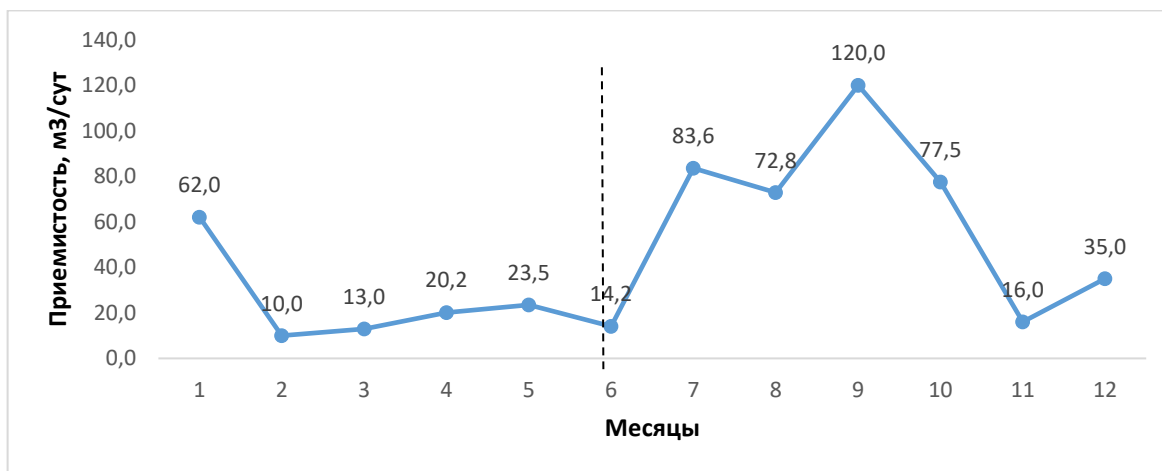


Рис. 2. Динамика изменения приемистости пласта «алевролит» до и после обработки составом №2

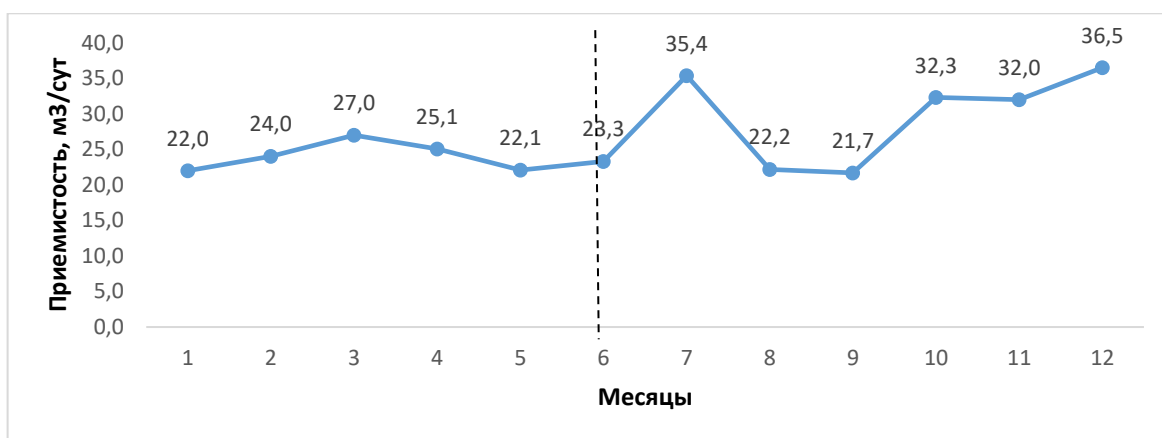


Рис. 3. Динамика изменения приемистости пласта «алевролит + заглинизированный песчаник» до и после обработки составом №2

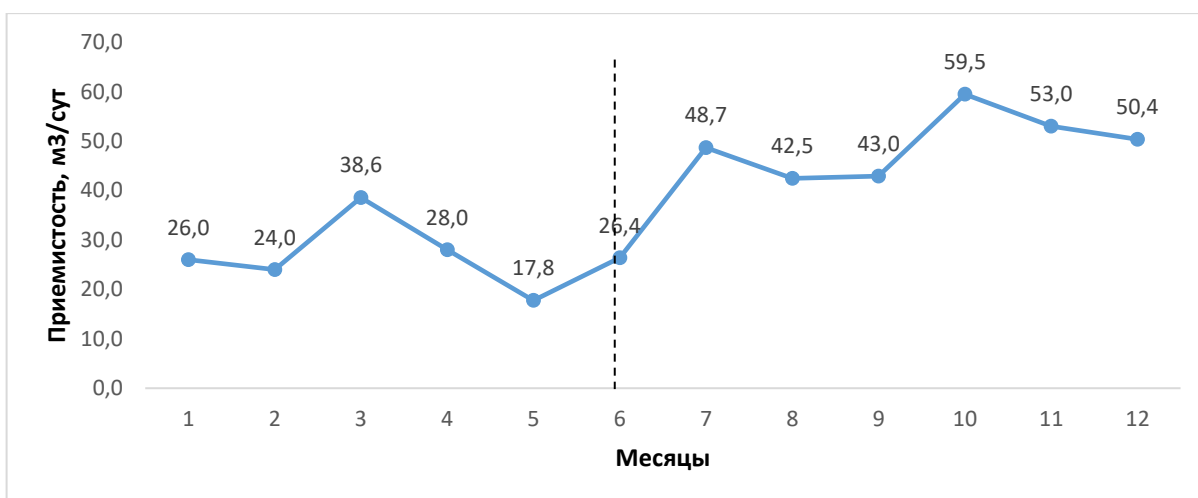


Рис. 4. Динамика изменения приемистости пласта «алевролит + песчаник» до и после обработки составом №1

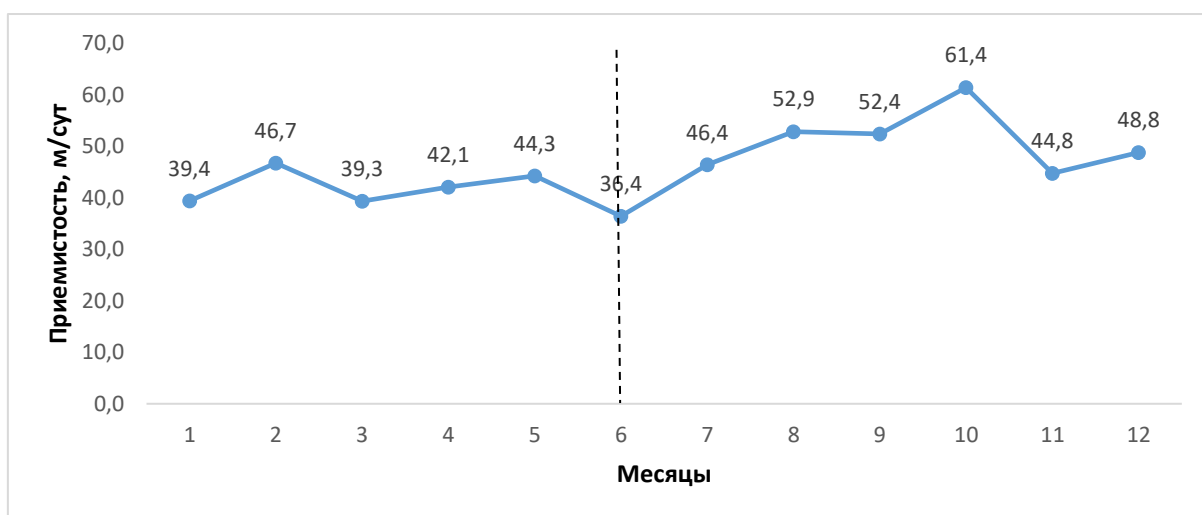


Рис. 5. Динамика изменения приемистости пласта «алевролит + песчаник» до и после обработки составом №2

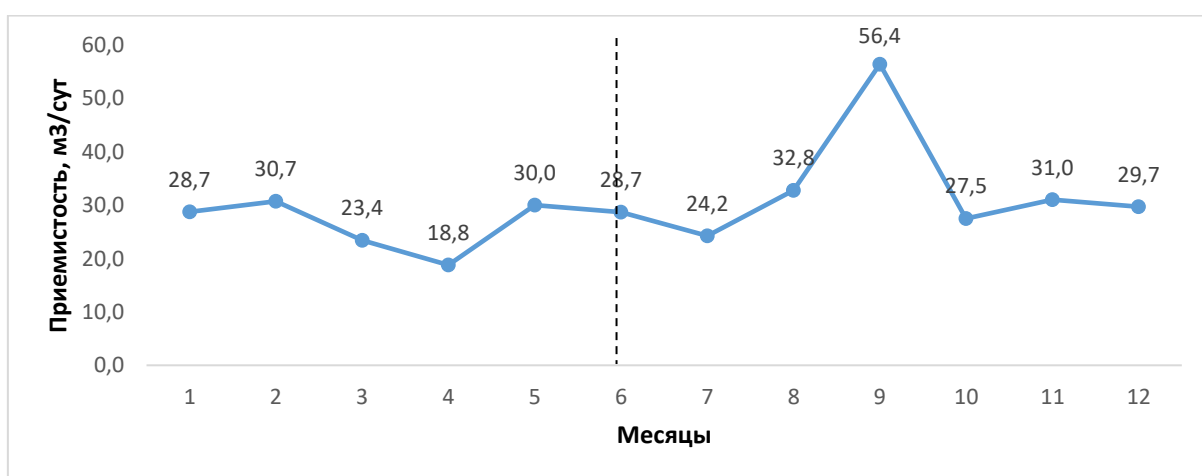


Рис. 6. Динамика изменения приемистости пласта «песчаник + заглинизированный песчаник» до и после обработки составом №1

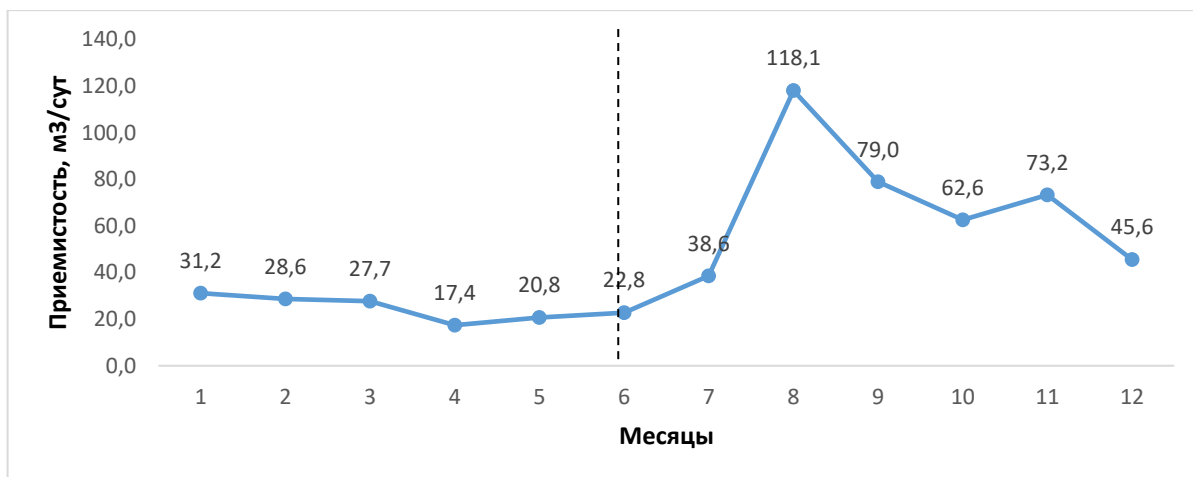


Рис. 7. Динамика изменения приемистости пласта «песчаник» до и после обработки составом №1

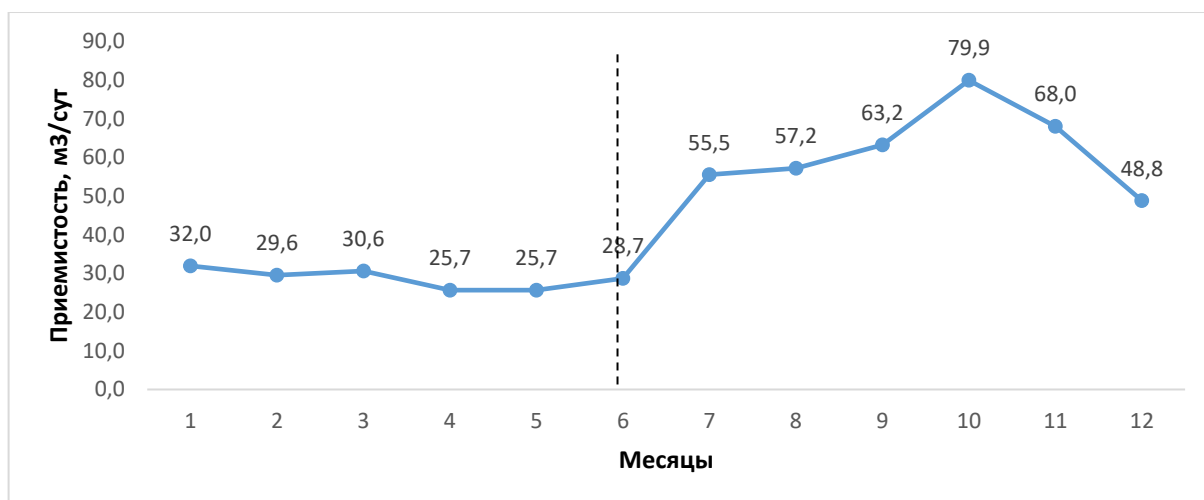


Рис. 8. Динамика изменения приемистости пласта «песчаник» до и после обработки составом №2

Анализ представленных графических зависимостей выполнен на основе определения интенсивности снижения приемистости после проведения провидения обработок для различных типов коллекторов, представленных в табл. 2.

Таблица 2

Анализ динамических кривых изменения приемистости

Тип коллектора	Результаты обработки составом №1			Результаты обработки составом №2		
	Интенсивность снижения, д.ед.		Продолжительность эффекта, месяцы	Интенсивность снижения, д.ед.		Продолжительность эффекта, месяцы
	до	после		до	после	
Алевролит	0,36	2,2	5	5,4	13	8
Алевролит + заглин.песчаник	-	-	-	0,03	1,3*	10
Алевролит + песчаник	0,7	1,6*	12	0,56	0,096	9
Песчаник + заглин.песчаник	0,2	0,19	9	-	-	-
Песчаник	2,1	3,3	12	0,93	0,44*	19

*-положительный тренд

Выводы

В табл. 2 представлены данные о интенсивности снижения приемистости до и после проведения кислотных обработок в абсолютных значениях, а также, продолжительность эффекта, оцениваемая до достижения средней приемистости до проведения обработок.

1. Как видно из таблицы, эффективность применяемых кислотных составов в значительной степени определяется типом коллектора, а именно – наличием песчаника. Так, наилучший эффект от обработок достигается в пластах, сложенных алевролитом и заглинизированным песчаником, песчаником – для состава №2, алевролитом и песчаником – для состава №1.

2. При применении кислотного состава №2 получен более продолжительный эффект для всех типов коллекторов за исключением алевролитов. Лишь при обработке алевролитов интенсивность снижения приемистости увеличилась с 5,4 до 13 м³/мес.

Таким образом, обработка чистого алевролита не предполагает продолжительного увеличения приемистости, что говорит о необходимости применения более глубоких технологий. Стоит отметить, что на

относительную эффективность кислотного состава №2 повлияло наличие ПАВ на основе блоксополимеров окисей этилена и пропилена, что оказало моющий эффект на органические отложения в призабойной зоне.

Список литературы

1. Тронов В.П. Очистка вод различных типов для использования в системе ППД / В.П. Тронов, А.В. Тронов // Казань: Изд-во «Фэн» Академии наук РТ. - 2001. – 357 с.
2. Тронов В.П. Фильтрационные процессы и разработка нефтяных месторождений / В.П. Тронов // Казань: Изд-во «Фэн» Академии наук РТ. - 2004. – 584 с.
3. Фадеев В.Г. Технология очистки призабойной зоны пласта нагнетательных скважин с применением методов изливов / Р.Б. Фаттахов., А.А. Арсентьев, М.А. Абрамов // М.: ОАО «ВНИИОЭНГ», 2009. – 108 с.
4. Токарев М.А., Зубаиров Н.М., Токарева Н.М. Промысловая эффективность усовершенствованной конструкции гидромеханического щелевого перфоратора // Известия Томского политехнического университета. – 2018. -№7. – С. 70-76.
5. Хисамиев Т.Р. Комплексная технология повышения продуктивности пластов в заглинизированных коллекторах: автореф. дис. кан. техн. наук: 25.00.17. – Уфа: УГНТУ, 2012. – 147 с.
6. Хавкин А.Я. О роли дисперсности системы нефть-вода-порода в процессах вытеснения нефти из пористых сред / А.Я. Хавкин // Москва: ГУП Издательство «Нефть и газ» РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина. – 2000. – 63 с.
7. Магадова Л.А. Подбор оптимальной кислотной композиции для проведения успешной обработки призабойной зоны заглинизированного терригенного коллектора на основе сведений о минералогическом составе / Л.А. Магадова, З.Р. Давлетов, М.Д. Пахомов, М.К. Муртазаева, В.Ю. Дингес // РГУНиГ. – Москва, 2012. – 51 с.
8. Лутфуллин А.А. Выбор и адаптация комплексных технологий обработки призабойной зоны для условий нагнетательных скважин месторождений Республики Татарстан / А.А. Лутфуллин, Э.М. Абусалимов, А.Е. Фоломеев, А.Р. Хатмуллин, А.Р. Шарифуллин, М.Р. Ситдинов // «Георесурсы». – 2022. - №4. – С. 91-101.
9. Токарева Н.М. Воздействие разглинизирующими композициями на призабойную зону пласта // Н.М. Токарева, Е.С. Григорьев // Сборник трудов Всероссийской научно-технической конференции с международным участием, Том 2. – Уфа, 2015. – 428 с.
10. Karpiński B. Clay minerals – mineralogy and phenomenon of clay swelling in oil and gas industry / B. Karpiński, M. Szkodo // «Advances in materials science». – 2015. - №1 (43). – p. 15-16.
11. Sameni Abdolhamid Effect of nanoparticles on clay swelling and migration / Abdolhamid Sameni, Peyman Pourafshary, Milad Ghanbarzadeh, Shahab Ayatollahi // «Egyptian Journal of Petroleum». – 2014. – №24. – p. 436-437.
12. O. Jones Frank, Jr. Influence of Chemical Composition of Water on Clay Blocking of Permeability / Frank O. Jones, Jr. // SPE «Journal of petroleum technology». – 2016. - №44. – p. 445-446.
13. Aghdam Saeed Khezerloo-ye A laboratory study of a novel bio-based nonionic surfactant to mitigate clay swelling / Saeed Khezerloo-ye Aghdam, Alireza Kazemi, Mohammad Ahmadi // Advancing research evolving science «Petroleum». – 2020. - №XX. – p. 8-9.
14. Khan Rizwan Akhmed Imidazolium-Based Ionic Liquids as Clay Swelling Inhibitors: Mechanism, Performance Evaluation, and Effect of Different Anions / Rizwan Ahmed

- Khan, Mobeen Murtaza, Abdulazeez Abdulraheem, Muhammad Shahzad Kamal, Mohamed Mahmoud // «ACS Omega». – 2020. -№5. – p. 92-93.
15. Дмитриева А.Ю. Методика подбора кислотных композиций для обработки прискважинной зоны терригенных и карбонатных пластов / А.Ю. Дмитриева, Е.А. Дмитриева // «European science». – 2017. - №5. – С. 11-16.
16. Мусабиров М.Х. Подбор кислотных композиций для обработки призабойной зоны пластов месторождений НГДУ «Бавлынефть» / М.Х. Мусабиров, А.Ю. Дмитриева // Сборник научных трудов ТатНИПИнефть. Набережные Челны: ТатНИПИнефть. – 2017. - №85. – С. 217-228.

References

1. Tronov V.P., Fil'tracionnye processy i razrabotka neftyanyh mestorozhdenij (Filtration processes and oil field development), Kazan': Fen Publ., 2004, 584 p. (in Russian)
2. Fadeev V.G., Fattahov R.B., Arsent'ev A.A., Abramov M.A., Tekhnologiya ochistki prizabojnoj zony plasta nagnetatel'nyh skvazhin s primeneniem metodov izlivov (Technology of bottomhole formation zone cleaning of injection wells using spouting methods), Moscow: VNIIOENG Publ., 2009, 108 p. (in Russian)
3. Tronov V.P., Tronov A.V., Ochistka vod razlichnyh tipov dlya ispol'zovaniya v sisteme PPD (Treatment of various types of water for use in the MRP system) Kazan': Fen Publ., 2001, 357 p. (in Russian)
4. Tokarev M.A., Zubairov N.M., Tokareva N.M., Promyslovaya effektivnost' usovershenstvovannoj konstrukcii gidromekhanicheskogo shchelevogo perforatora (Field efficiency of the improved design of hydromechanical slot perforator), Izvestiya Tomskogo politekhnicheskogo universiteta, 2018, no. 7, pp. 70-76. (in Russian)
5. Hisamiev T.R., Kompleksnaya tekhnologiya povysheniya produktivnosti plastov v zaglinizirovannyh kollektorah: avtoref. dis. kan. tekhn. nauk: 25.00.17 (Complex technology of reservoirs productivity increase in clayed reservoirs: PhD dissertation), Ufa: UGNTU Publ., 2012, 147 p. (in Russian)
6. Havkin A.YA., O roli dispersnosti sistemy neft'-voda-poroda v processah vytesneniya nefti iz poristyh sred (About role of dispersibility of oil-water-rock system in the processes of oil displacement in porous), Moscow: Neft' i gaz RGUNG Publ., 2000, 63 p. (in Russian)
7. Magadova L.A., Davletov Z.R., Pahomov M.D., Muratazaev M.K., Dinges V.Yu., Podbor optimal'noj kislotnoj kompozicii dlya provedeniya uspeshnoj obrabotki prizabojnoj zony zaglinizirovannogo terrigenogo kollektora na osnove svedenij o mineralogicheskom sostave (Selection of optimal acid composition for successful treatment of bottom-hole zone of a clayey terrigenous reservoir based on mineralogical composition data), Moscow: RGUNG Publ, 2012, 51 p. (in Russian)
8. Lutfullin A.A., Abusalimov E.M., Folomeev A.E., Hatmullin A.R., SHarifullin A.R., Sitdikov M.R. Vybory i adaptaciya kompleksnyh tekhnologij obrabotki prizabojnoj zony dlya uslovij nagnetatel'nyh skvazhin mestorozhdenij Respubliki Tatarstan (Selection and adaptation of integrated bottomhole zone treatment technologies for conditions of injection wells in the fields of the Republic of Tatarstan), Georesursy, 2022, no. 4, pp. 91-101. (in Russian)
9. Tokareva N.M., Grigor'ev E.S., Vozdejstvie razgliniziruyushchimi kompoziciyami na prizabojnyuyu zonu plasta, Sbornik trudov Vserossijskoj nauchno-tekhnicheskoy konferencii s mezhdunarodnym uchastiem (Impact of deglazing compositions on bottomhole formation zone), Ufa: UGNTU Publ., V.2, 2015, pp. 428-433. (in Russian)

10. Karpiński B. Clay minerals – mineralogy and phenomenon of clay swelling in oil and gas industry / B. Karpiński, M. Szkodo // «Advances in materials science», 2015, no. 1 (43), pp. 15-16.
11. Sameni Abdolhamid Effect of nanoparticles on clay swelling and migration / Abdolhamid Sameni, Peyman Pourafshary, Milad Ghanbarzadeh, Shahab Ayatollahi // «Egyptian Journal of Petroleum», 2014, no. 24, pp. 436-437.
12. O. Jones Frank, Jr. Influence of Chemical Composition of Water on Clay Blocking of Permeability / Frank O. Jones, Jr. // SPE «Journal of petroleum technology», 2016, no. 44, pp. 445-446.
13. Aghdam Saeed Khezerloo-ye A laboratory study of a novel bio-based nonionic surfactant to mitigate clay swelling / Saeed Khezerloo-ye Aghdam, Alireza Kazemi, Mohammad Ahmadi // Advancing research evolving science «Petroleum», 2020, no. XX, pp. 8-9.
14. Khan Rizwan Akhmed Imidazolium-Based Ionic Liquids as Clay Swelling Inhibitors: Mechanism, Performance Evaluation, and Effect of Different Anions / Rizwan Ahmed Khan, Mobeen Murtaza, Abdulazeez Abdulraheem, Muhammad Shahzad Kamal, Mohamed Mahmoud // «ACS Omega», 2020, no. 5, pp. 92-93.
15. Dmitrieva A.YU., Dmitrieva E.A., Metodika podbora kislotnyh kompozicij dlya obrabotki priskvazhinnoj zony terrigenyih i karbonatnyh plastov (Methodology for selection of acid compositions for treatment of downhole zone of terrigenous and carbonate formations), European science, 2017, no. 5, pp. 11-16. (in Russian)
16. Musabirov M.H., Dmitrieva A.YU Podbor kislotnyh kompozicij dlya obrabotki prizabojnoj zony plastov mestorozhdenij NGDU «Bavlyneft», Sbornik nauchnyh trudov TatNIPIneft' (Selection of acid compositions for treatment of bottom-hole formation zone of NGDU Bavlyneft fields), Naberezhnye Chelny: TatNIPIneft' Publ., 2017, no. 85, pp. 217-228. (in Russian)

Сведения об авторах

Насибуллин Ильдар Сагидуллович, аспирант, Альметьевский государственный технологический университет «Высшая школа нефти» (АГТУ ВШН)
Россия, 423450, г. Альметьевск, ул. Советская, 186а
E-mail: i_nasybullin00@mail.ru

Authors

I.S. Nasybullin, postgraduate student, Almeteyevsk State Technological University "Higher School of Petroleum"
186a Sovetskaya St., Almeteyevsk, 423450, Russian Federation
E-mail: i_nasybullin00@mail.ru

*Статья поступила в редакцию 21.11.2025
Принята к публикации 27.03.2026
Опубликована 30.03.2026*